



# CESEC

Conseil économique, social, environnemental et culturel de la Polynésie française  
'Apo'ora'a Mātutu Ti'arau e Mata U'i nō Pōrīnetia farāni

## **AVIS**

**Sur les projets de texte relatif au dispositif de solidarité dans le  
domaine de l'électricité**

**SAISINE DU PRESIDENT DE LA POLYNESIE FRANÇAISE**

### **Rapporteurs :**

Messieurs Patrick GALENON et Tepuanui SNOW

Adopté en commission le 26 octobre 2020  
Et en assemblée plénière le 29 octobre 2020

48/2020

**S A I S I N E**



*Le Président*

N° 06464 / PR  
(NOR : ENR2000642LP)

Papeete, le 01 OCT. 2020

à

**Monsieur le Président du Conseil économique, social, environnemental et culturel**

**Objet** : Consultation sur les projets de texte relatif au dispositif de solidarité dans le domaine de l'électricité

**P. J.** : Un projet de loi du Pays,  
Un projet de délibération,  
Un exposé des motifs.

Monsieur le Président,

J'ai l'honneur de solliciter l'avis du Conseil économique, social, environnemental et culturel sur le projet de loi du Pays instituant un dispositif de solidarité dans le domaine de l'électricité accompagné d'un projet de délibération fixant la méthodologie de calcul de la compensation de péréquation dans le domaine de l'électricité, conformément à l'article 151 de la loi organique n° 2004-192 du 27 février 2004.

Je vous prie de croire, Monsieur le Président, en l'expression de ma considération distinguée.



Le président absent  
Le Vice-président

*[Signature]*  
Edouard FRITCH

Tearii Te Moana ALPHA





TEXTE ADOPTE N°

---

## ASSEMBLEE DE POLYNESIE FRANCAISE

LOI ORGANIQUE N° 2004-192 DU 27 FEVRIER 2004

SESSION [ORDINAIRE][EXTRAORDINAIRE]

---

[ex."01 janvier 2000"]

---

### PROJET DE LOI DU PAYS

(NOR : ENR2000431LP)

Instituant un dispositif de solidarité dans le domaine de l'électricité

(Texte définitif.)

L'Assemblée de Polynésie française a adopté le projet de loi du pays dont la teneur suit :

---

*Travaux préparatoires :*

- Avis n°[NUMERO] du [ex."01 janvier 2000"] de l'Autorité Polynésienne de la Concurrence ;
  - Avis n°[NUMERO]/CESC du [ex."01 janvier 2000"] du Conseil économique, social et culturel de la Polynésie française ;
  - Arrêté n°[NUMERO]/CM du [ex."01 janvier 2000"] soumettant un projet de loi du pays à l'Assemblée de la Polynésie française ;
  - Rapport n° [NUMERO] du [ex."01 janvier 2000"] de [ex.. "Monsieur Prénom NOM"], rapporteur du projet de loi du pays ;
  - Adoption en date du [ex."01 janvier 2000"] ; texte adopté n°[NUMERO] du [ex."01 janvier 2000"]
  - Décision n°[NUMERO]/CE du [ex."01 janvier 2000"] du conseil d'Etat ;
  - Publication pour information au JOFP n° [NUMERO] spécial du [ex."01 janvier 2000"].
-

## CHAPITRE I - OBJET

**Article LP 1.** - La présente loi du pays a pour objet d'instituer un dispositif de solidarité visant à favoriser un accès équitable au service public de l'électricité pour les usagers de la Polynésie française.

**Article LP 2.** - L'adhésion au dispositif est facultative.

Le gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité souhaitant adhérer au dispositif s'engage à pratiquer des tarifs de l'électricité ne pouvant excéder de plus de 20 % le prix de référence fixé par arrêté pris en conseil des ministres.

Les modalités de calcul du prix de référence sont déterminées par une délibération de la Polynésie française.

**Article LP 3.** - Le dispositif de solidarité entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2021 et demeure en vigueur jusqu'au 31 décembre 2030.

**Article LP 4.** - L'adhésion au dispositif de solidarité peut se faire à tout moment durant sa période de validité aux conditions posées dans la présente loi du pays.

## CHAPITRE II - MISE EN ŒUVRE

**Article LP 5.** - Afin d'atteindre cette équité, il est instauré une compensation de péréquation versée aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité ayant adhéré au dispositif de solidarité.

La compensation de péréquation couvre certaines charges permettant une mise à niveau des systèmes électriques, s'agissant des réseaux pour lesquels l'application du prix de référence fixé par le conseil des ministres ne permet pas de dégager une juste rémunération, malgré une gestion efficiente du service public.

Les charges prises en compte dans le calcul de la compensation de péréquation sont :

- les charges liées à l'éloignement de l'île de Tahiti et à l'accessibilité ;
- les charges liées à la faible taille des réseaux ;
- les charges liées aux caractéristiques du réseau, notamment la dissémination géographique des consommateurs ;
- les surcoûts d'achat ou de production de l'électricité, notamment ceux liés à l'achat des énergies renouvelables.

**Article LP 6.** - Pour la mise en œuvre du dispositif de solidarité un compte d'affectation spéciale dénommé fonds de solidarité dans le domaine de l'électricité est créé par voie de délibération de l'assemblée de la Polynésie française.

## CHAPITRE III - DISPOSITIONS RELATIVES A LA COMPENSATION DE PEREQUATION

### Section I - Bénéficiaires de la compensation de péréquation

**Article LP 7.** - Sont éligibles au dispositif de solidarité tous les gestionnaires de réseau public de distribution d'électricité, que la gestion soit effectuée en régie ou par délégation de service public.

Dans le cas de délégation de service public, tout nouveau contrat ou avenant de prolongation signé entre une autorité délégante et son délégataire, après l'entrée en vigueur du dispositif, doit avoir une échéance fixée au plus tard au 31 décembre 2030. A défaut, le gestionnaire de réseau n'est pas éligible au dispositif.

**Article LP 8.** - Tous les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité éligibles au dispositif de solidarité peuvent prétendre à la compensation de péréquation sous réserve d'établir et de fournir annuellement au service en charge de l'énergie les éléments de la comptabilité appropriée aux délégations

des services publics de l'électricité, telle que prévue par la réglementation en vigueur, ou les éléments comptables propres aux régies du service public industriel et commercial de l'électricité.

Le service en charge de l'énergie peut solliciter du gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité tout élément technique ou financier justifiant de la gestion efficiente du service public de l'électricité.

**Article LP 9.** - Les gestionnaires de réseau public de distribution d'électricité souhaitant adhérer au dispositif de solidarité s'engagent à veiller à la maîtrise des coûts et à l'amélioration de la qualité du service public de distribution d'électricité afin de garantir un service efficient.

**Article LP 10.** - L'adhésion au dispositif de solidarité donne lieu à une convention entre le gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité et la Polynésie française.

Lorsque le service public de distribution d'électricité est assuré dans le cadre d'une délégation de service public, le délégant est également partie à la convention.

Cette convention est approuvée en conseil des ministres et stipule notamment l'objet de l'engagement, ses modalités d'exécution, les droits et obligations des parties, les sanctions encourues en cas de non-respect des obligations.

## **Section II - Evaluation de la compensation de péréquation**

**Article LP 11.** - Le montant de la compensation de péréquation est fixé forfaitairement en fonction de la taille des réseaux publics de distribution d'électricité.

Une délibération de l'assemblée de la Polynésie française fixe un seuil, dont l'unité est le mégawattheure (MWh), permettant de distinguer les petits réseaux des grands réseaux.

Les réseaux sur lesquels est délivrée annuellement aux usagers une quantité d'électricité inférieure à ce seuil, nommés petits réseaux, voient le montant de leur compensation de péréquation déterminé selon des forfaits communs.

Les réseaux sur lesquels est délivrée annuellement aux usagers une quantité d'électricité égale ou supérieure au seuil sont nommés grands réseaux. Le montant de leur compensation de péréquation est calculé selon les équilibres historiques et caractéristiques spécifiques à chaque réseau, lorsque des éléments précis de comptabilité appropriée sont disponibles. Lorsque les données disponibles pour le réseau considéré sont insuffisantes, un modèle mathématique est utilisé.

**Article LP 12.** - Le montant de la compensation de péréquation n'est pas révisable.

Toutefois, le montant de la compensation de péréquation peut être revu par le service en charge de l'énergie si celui-ci a connaissance d'erreurs portant sur les unités d'œuvres utilisées pour le calcul. A cette fin, le gestionnaire de réseau peut faire parvenir dans les trois mois suivant la promulgation de la présente loi du pays une demande au service en charge de l'énergie. Passé ce délai aucune demande de correction ne sera recevable.

Les nouveaux montants de compensation de péréquation fixés après correction sont applicables à compter de l'entrée en vigueur de l'arrêté pris en conseil des ministres sans aucun effet rétroactif sur les montants de compensation qui auraient déjà été versés.

**Article LP 13.** - La méthodologie de calcul des montants de compensation de péréquation pour les petits et grands réseaux et les modalités de correction desdits montants sont déterminées par délibération de l'assemblée de la Polynésie française.

Le montant de la compensation de péréquation est fixé pour chaque réseau par arrêté pris en conseil des ministres. Le détail complet du calcul, au format électronique, est tenu à disposition de chaque exploitant ou autorité concédante concernée par le service en charge de l'énergie.

### **Section III - Modalités de versement de la compensation de péréquation**

**Article LP 14.** - La compensation de péréquation est mandatée trimestriellement par le service en charge de la gestion du fonds de solidarité dans le domaine de l'électricité.

### **CHAPITRE IV - SANCTIONS**

**Article LP 15.** - En cas de non-respect des dispositions mentionnées à l'alinéa 2 de l'article LP 2, le versement du montant de compensation est suspendu. Le montant de compensation ne sera versé qu'à compter de la mise en conformité du gestionnaire avec cette obligation sans effet rétroactif et au prorata temporis.

Le non-respect des dispositions mentionnées à l'article LP 8 entraîne la suspension du versement du montant de compensation. Le versement ne sera effectué qu'à compter de la délivrance des éléments mentionnés à l'article LP 8.

### **CHAPITRE V - DISPOSITIONS DIVERSES**

**Article LP 16.** - Le dispositif de solidarité n'a pas pour objet d'interférer dans la relation contractuelle entre le délégant et le délégataire ayant souscrit au présent dispositif.

**Article LP 17.** - Le dispositif de solidarité prévu par la présente loi du pays ne relève pas des dispositifs suivants :

- loi du pays n° 2017-32 du 2 novembre 2017 modifiée définissant les conditions et critères d'attribution des aides financières, des avances et prêts et d'octroi des garanties d'emprunt aux personnes morales autres que les communes ;

- loi du pays n° 2010-14 du 8 novembre 2010 modifiée fixant le régime du concours financier de la Polynésie française aux communes et à leurs groupements.

**Article LP 18.** - Des arrêtés pris en conseil des ministres précisent en tant que de besoin les autres modalités de mise en œuvre de la présente loi du pays.

Délibéré en séance publique, à Papeete, le [ex."01 janvier 2000"]

Le Président

Signé :



DELIBERATION N° / APF du  
(NOR : ENR2000642DL)

Fixant la méthodologie de calcul de la compensation de  
péréquation dans le domaine de l'électricité

L'ASSEMBLEE DE LA POLYNESIE FRANÇAISE

Vu la loi organique n° 2004-192 du 27 février 2004 modifiée, portant statut d'autonomie de la Polynésie française, ensemble la loi n° 2004-193 du 27 février 2004 complétant le statut d'autonomie de la Polynésie française ;

Vu la loi du pays n° 2020-XX du XXX instituant un dispositif de solidarité dans le domaine de l'électricité ;

Vu la délibération n° 2020-XXX portant création d'un compte d'affectation spéciale dénommé fonds de solidarité du prix de l'électricité ;

Vu l'arrêté n° /CM du soumettant un projet de délibération à l'Assemblée de la Polynésie française ;

Dans sa séance du

ADOPTE

**Article 1er.** - Le seuil permettant de distinguer les petits et grands réseaux est fixé à 600 MWh (mégawattheures distribués en 2019 par le gestionnaire de réseau).

CHAPITRE I - CALCUL DE LA COMPENSATION DE PEREQUATION POUR UN PETIT RESEAU

**Article 2.** - La compensation de péréquation forfaitaire est la somme de quatre termes : une part fixe, une part proportionnelle au nombre d'abonnés, une part proportionnelle à la consommation totale des usagers ayant souscrit à un abonnement professionnel, selon la formule de calcul suivante :

$$\text{Compensation} = \text{Fixe} + \text{CompensationUnitaire} \times \text{NbAbonnés} + \text{CompensationPRO} \times \text{EnergiePRO}$$

Où :

- **Compensation** : compensation de péréquation, exprimée en FCFP ;
- **Fixe** : part fixe de la compensation, exprimée en FCFP ;
- **CompensationUnitaire** : compensation par abonné, exprimée en FCFP/abonné ;
- **NbAbonnés** : nombre d'abonnés du service public au 31 décembre 2019 ;
- **CompensationPRO** : compensation par kWh aux tarifs professionnels, exprimée en FCFP/kWh ;
- **EnergiePRO** : consommation totale des usagers soumis aux tarifs professionnels basse et moyenne tension lors de l'exercice 2019, exprimée en kWh.

Les consommations ne faisant pas l'objet d'un contrat de vente de l'électricité ne sont pas prises en compte pour le calcul de la compensation de péréquation.



Les valeurs retenues\* pour le calcul sont :

Fixe	5 000 000 F CFP
CompensationUnitaire	80 000 F CFP par abonné
CompensationPRO	58 F CFP / kWh

## CHAPITRE II - CALCUL DE LA COMPENSATION DE PEREQUATION POUR UN GRAND RESEAU

**Article 3.** - Le montant de la compensation de péréquation versée au gestionnaire de réseau est calculé comme étant la différence entre le chiffre d'affaires et les charges correspondant aux activités principales de la gestion de réseau.

On entend par activités principales les activités ci-après :

- la production et l'acquisition d'électricité ;
- la conduite, la maintenance et l'exploitation du réseau électrique ;
- la gestion clientèle (hors relance et recouvrement).

Les charges liées aux activités annexes suivantes sont exclues du calcul. Les activités annexes regroupent toutes les activités nécessaires à la gestion du réseau et qui ne sont pas incluses dans les activités principales. Elles incluent notamment :

- les raccordements au réseau électrique ;
- les frais de relance et de recouvrement ;
- les travaux vendus ;
- les travaux immobilisés.

### Section I - RESEAUX SOUMIS AUX OBLIGATIONS DE COMPTABILITE APPROPRIEE

**Article 4.** - Pour les délégations de service public dont l'exploitant était soumis en 2019 aux obligations spécifiées par l'un ou l'autre des arrêtés n° 2099 CM ou n° 2100 CM du 17 décembre 2015, les données issues de la comptabilité appropriée du délégataire sont utilisées pour le calcul de la compensation de péréquation.

**Article 5.** - La compensation est calculée comme suit :

$$\text{Compensation} = \text{Charges d'énergies} + \text{Autres charges} + \text{Résultat} - \text{Chiffre d'affaires}$$

Où :

- **Compensation** désigne la compensation de péréquation ;
- **Charges d'énergie** désigne la somme des charges d'achat d'énergie électrique, ainsi que les coûts carburants et les prestations de transport d'électricité achetées à des tiers. L'année considérée est l'année 2019 ;
- **Autres charges** désigne la somme de toutes les autres charges d'exploitation ; La valeur utilisée est la moyenne des charges sur les années 2016 à 2018, exprimée en F/kWh, multipliée par le nombre de kWh vendus en 2019 ;
- **Résultat désigne** le résultat prévisionnel normatif avant impôt calculé selon les modalités de l'article suivant ;
- **Chiffre d'affaires** désigne la somme des ventes d'électricité facturées par l'exploitant pour l'année 2019..

Dans le cas d'une délégation de service public, le terme *Autres charges* inclut les dotations aux amortissements de caducité et les dotations aux provisions pour renouvellement. Pour les délégations de

service public existantes au 1er janvier 2021 et qui disposent d'une clause de remise gratuite des biens en fin de concession, le versement de la compensation est conditionné au maintien de ladite clause, soit jusqu'au 31 décembre 2030, soit jusqu'à la fin du contrat si celle-ci intervient avant l'échéance du présent dispositif. Les nouvelles délégations de service public contractualisées postérieurement au 1er janvier 2021 ne sont pas dans l'obligation d'inclure une clause de remise gratuite des biens en fin de concession.

**Article 6.** - Le résultat prévisionnel normatif avant impôt est calculé selon la formule suivante :

$$\text{Résultat} = \text{Fixe} + \text{VB} \times \text{TauxMarge}$$

Où :

- Fixe désigne la part de rémunération fixe, quelle que soit la taille du réseau ;
- VB désigne la valeur brute des immobilisations gérées par le gestionnaire de réseau au 31 décembre 2019 ;
- TauxMarge désigne le taux de marge applicable à la valeur brute des actifs pour le réseau considéré.

Les valeurs retenues\* pour le calcul sont :

Fixe	5.000 000 F CFP
TauxMarge	1,6% Avant impôt

## **Section II - GRANDS RESEAUX NON SOUMIS AUX OBLIGATIONS DE COMPTABILITE APPROPRIEE**

**Article 7.** - Pour les réseaux où les volumes distribués sont supérieurs à 600 MWh et dont les exploitants ne sont pas soumis aux obligations de comptabilité appropriée, les charges d'exploitation et le résultat prévisionnel normatif sont évalués au moyen d'une formule mathématique.

La formule mathématique est élaborée par modélisation des coûts des réseaux décrits en section I. Elle est de type  $f(x) = a.x^2 + b.x + c$  où  $x$  est le nombre de mégawattheures vendus sur le réseau considéré en 2019 et  $f(x)$  est exprimée en millions de francs.

Les coefficients  $a$ ,  $b$  et  $c$  sont définis comme suit :

a	$-3 \cdot 10^{-7}$
b	0,049
c	50

**Article 8.** - Les coefficients  $a$ ,  $b$  et  $c$  de l'article 7 peuvent être modifiés sous réserve que le modèle retenu permette de décrire au moins 95% des coûts des réseaux décrits en section I (coefficient de détermination  $R^2$  supérieur ou égal à 0,95 pour cet échantillon statistique).

## **CHAPITRE III - CALCUL DU PRIX DE REFERENCE**

**Article 9.** - Le prix de référence est évalué selon la formule suivante :

$$\text{Pref} = \text{Pref0} + \text{CSpec} \times (\text{Gazole} - \text{Gazole0})$$

Où :

- **Pref** désigne le prix de référence ;

- **Pref0** désigne le prix de référence originel égal au prix de vente moyen hors taxe de l'électricité en Polynésie française en 2019 ;
- **CSpec** désigne la constante de consommation spécifique normative de carburant par kWh final vendu aux usagers ;
- **Gazole** désigne le prix de gros du gazole destiné à la production électrique dans les îles autres que Tahiti, établi par arrêté en conseil des ministres ;
- **Gazole0** désigne le prix de gros du gazole destiné à la production électrique dans les îles autres que Tahiti, moyenné sur l'ensemble des réseaux électriques pour l'année 2019.

Les valeurs retenues\* pour le calcul sont :

Pref0	29,73 F / kWh
CSpec	0,28 Litre / kWh
Gazole0	74,80 F / litre

#### CHAPITRE IV - DISPOSITIONS COMMUNES

**Article 10.** - Si le gestionnaire de réseau n'effectue qu'un exercice incomplet, notamment dans le cas où le début ou la fin de l'exploitation ou encore l'adhésion au dispositif interviennent en cours d'année, la compensation de péréquation est calculée au prorata temporis.

**Article 11.** - La modification du montant de la compensation de péréquation n'est possible que dans le cas mentionné à l'article LP 12 de la LP 2020-xx du xx xx 2020.

Pour les petits réseaux, les unités d'œuvre visées à l'article LP 12 pouvant donner lieu à correction sont :

- le nombre d'abonnés raccordé au réseau public de distribution ;
- la consommation totale des usagers soumis aux tarifs professionnels basse et moyenne tension.

Pour les grands réseaux, les unités d'œuvre visées à l'article LP 12 pouvant donner lieu à correction sont :

- Le chiffre d'affaires pour l'année 2019 ;
- Le nombre de kWh vendus pour l'année 2019 ;
- Le détail des charges constatées de 2016 à 2018 ;
- La valeur brute des ouvrages au 31 décembre 2019.

**Article 12.** - Le Président de la Polynésie française est chargé de l'exécution de la présente délibération qui sera publiée au *Journal officiel* de la Polynésie française.

Fait à Papeete, le

Le Secrétaire

Le Président

*\*Valeurs soumises à modification au retour des données des gestionnaires de réseaux*

## EXPOSE DES MOTIFS

### PRINCIPES GENERAUX

Le présent projet législatif et réglementaire a pour objet la mise en place d'un dispositif de solidarité dans le domaine de l'électricité en Polynésie française (article LP 1).

Ce dispositif vise à favoriser un accès égal au service public de l'électricité pour les usagers de la Polynésie française par l'application d'un prix de référence de l'électricité défini par le Pays.

### Surcoûts entre réseaux compensés par la solidarité

L'électricité est une industrie de réseau, qui comporte une grande part de coûts fixes, peu dépendants des volumes vendus : pour un faible nombre d'usagers desservis, le coût par usager (et par kWh vendu) augmente fortement.

La Figure 1 illustre ce phénomène en présentant, pour de nombreux réseaux électriques polynésiens, en abscisse le nombre de kWh vendus et en ordonnée le coût de revient de l'électricité (production + distribution). Les réseaux sont classés de gauche à droite par ordre de taille (kWh vendus). Au total, un peu plus de 600 millions de kWh électriques sont livrés chaque année en Polynésie française.

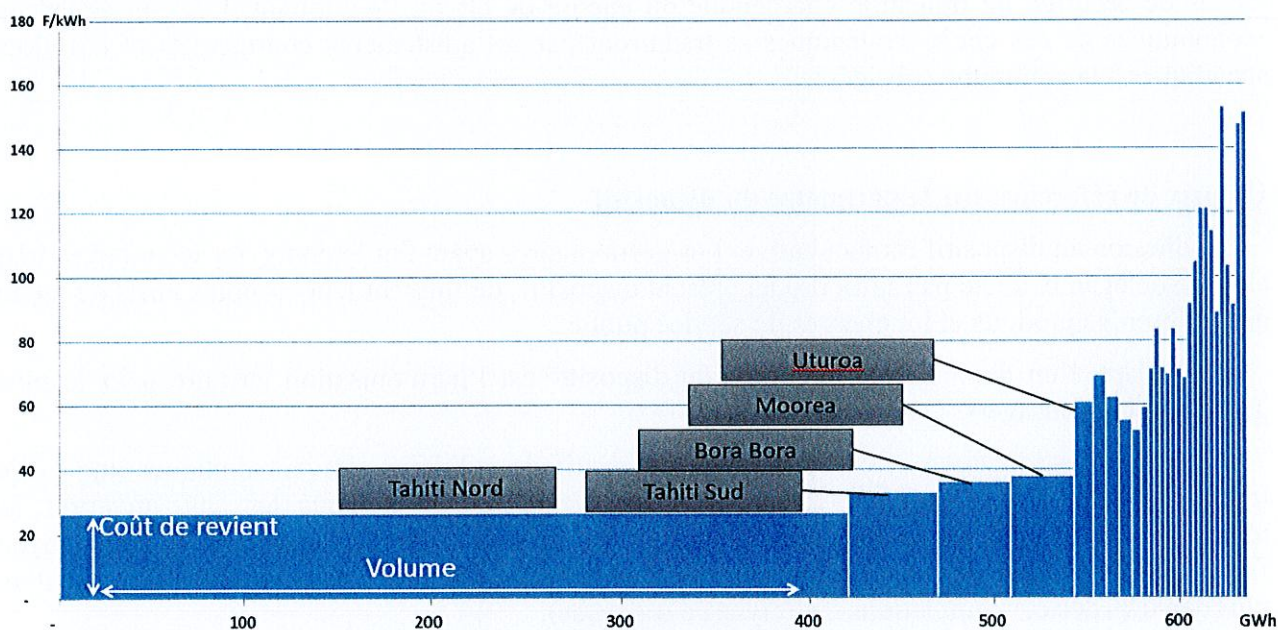


Figure 1 Volumes et coûts par réseau

Le réseau de Tahiti Nord, qui compte de loin la plus grande consommation d'électricité (422 millions de kWh annuels), bénéficie du coût de revient moyen de l'électricité le plus bas de tous les réseaux : 28 F/kWh en 2016 en moyenne.

De façon générale, les plus petits réseaux sont ceux pour lesquels le coût d'exploitation rapporté au volume est le plus élevé. Pour certains réseaux de très petite taille, le coût peut parfois dépasser le seuil de 100 F/kWh.

D'autres critères secondaires peuvent également influencer sur les coûts, notamment :

- l'éloignement, pour la part des coûts de fret qui ne sont pas compensés par un autre mécanisme ;
- les surcoûts d'achat d'électricité, notamment les productions d'énergies renouvelables par des tiers, selon les tarifs d'achat validés par le conseil des ministres ;
- la dispersion géographique ou la typologie des consommateurs (part des usagers professionnels).

Telles sont les charges qui ont vocation à être compensées (article LP 5).

Il est donc proposé une aide, nommée « compensation de péréquation », versée aux gestionnaires de réseau. L'adhésion au dispositif est facultative et s'accompagne d'obligations pour le gestionnaire de réseau qui bénéficie de la compensation.

### **Compensation fixe et responsabilité des concédants et exploitants**

Le montant de la compensation est fixé pour neuf ans, soit jusqu'au 31 décembre 2030, sans possibilité d'ajustement annuel, hormis une possible correction dans les trois mois suivant l'entrée en vigueur du dispositif pour mettre à jour des données éventuellement incomplètes ou erronées.

Le présent dispositif n'a pas pour objet de se substituer aux responsabilités des gestionnaires et autorités concédantes.

Les choix stratégiques de développement, ainsi que l'ajustement de l'équilibre économique du contrat en fonction du contexte économique, relèvent de la responsabilité de l'autorité concédante. Chaque commune reste ainsi libre des choix de développement qu'elle souhaite pour son réseau en termes de sécurité, de transition énergétique ou encore de choix d'exploitant. Les conséquences économiques de ces choix stratégiques se traduiront par les ajustements contractuels et tarifaires spécifiques à la commune considérée.

### **Un prix de référence sur le périmètre du dispositif**

L'adhésion au dispositif est facultative. Les gestionnaires ayant fait le choix, en accord avec leur autorité délégante, de ne pas souscrire au présent dispositif, définissent leurs propres tarifs de façon à équilibrer les produits et les charges du service public.

Cependant, l'un des objectifs premiers du dispositif est l'harmonisation tarifaire pour le plus grand nombre d'usagers.

Ainsi, les gestionnaires ayant souscrit au dispositif de solidarité doivent pratiquer une grille tarifaire proche d'une référence fixée par la Polynésie française. Tous les ans, un « prix de référence » est publié par la Polynésie française. Le prix de référence initial est le prix moyen facturé sur l'ensemble des concessions gérées par la société EDT pour l'exercice 2019 (représentant plus de 90 % des consommations de Polynésie française).

Le prix moyen des années suivantes est calculé par évolution du prix de référence initial, en prenant en considération l'évolution du contexte économique (évolution des coûts, prix des carburants etc.).

Les gestionnaires ayant souscrit au mécanisme ne peuvent pas vendre l'électricité à un prix moyen supérieur au prix de référence, majoré de 20 %. Cette limite haute ne correspond pas à une borne haute sur laquelle devraient s'appuyer les gestionnaires. Pour l'année 2021, le contexte économique favorable devrait au contraire entraîner des prix moyens inférieurs au prix de référence historique.

Néanmoins la marge de 20 % offre une souplesse suffisante aux communes pour effectuer des choix stratégiques d'investissement, pour le développement de leur réseau ou pour des solutions de transition énergétique qui peuvent, temporairement, relever le coût du service public.

## **MISE EN OEUVRE DU DISPOSITIF**

Pour la mise en œuvre du dispositif de solidarité un compte d'affectation spéciale dénommé « fonds de solidarité dans le domaine de l'électricité » est créé par voie de délibération de l'assemblée de la Polynésie française (article LP 6).

### **Ressources du fonds**

Les ressources du fonds sont constituées principalement par une taxe (Projet de loi du Pays portant modification du code des impôts) due par les gestionnaires de réseaux.

Le principe d'une taxe assise sur la consommation finale d'électricité a été retenu. Il s'agit de l'option la plus naturelle pour le financement du dispositif, puisque le prélèvement est effectué sur le même périmètre que la redistribution. De plus les consommations d'électricité varient peu annuellement (quelques % au plus) ce qui garantit les ressources du dispositif. La taxe est reversée trimestriellement par les gestionnaires de réseaux à la direction des impôts et contributions publiques et vient alimenter le fonds de solidarité.

La facturation de coûts de collecte par les gestionnaires n'est pas autorisée. En effet, la collecte de la taxe s'effectuant en même temps que la facturation aux usagers, elle n'entraîne pas de coût supplémentaire pour les gestionnaires de réseau.

### **Calcul et versement de la compensation aux gestionnaires de réseau**

Cette partie permet de déterminer la « compensation de péréquation » à verser à chacun des gestionnaires des services publics de l'électricité bénéficiaires.

Cette partie est largement décrite dans la délibération « *Fixant la méthodologie de calcul de la compensation de péréquation dans le domaine de l'électricité* ».

La compensation de péréquation est versée au gestionnaire de réseau, c'est-à-dire à l'exploitant, qui supporte directement ou indirectement les surcoûts de production et de distribution de l'électricité. Cet exploitant peut être le délégataire de service public ou la commune qui exploite en régie.

Après étude des différentes possibilités, une méthode de calcul mixte a été privilégiée. Les 33 petits réseaux (moins de 600 000 kWh vendus par an) recevront une compensation basée sur des forfaits communs. Les 21 grands réseaux recevront une contribution établie spécifiquement pour chaque réseau, basée soit sur l'historique récent connu des charges d'exploitation, soit sur une interpolation par des réseaux connus (article LP 13).

#### **Petits réseaux : forfaits communs (article 2 de la délibération)**

Les 33 réseaux concernés par cette méthode totalisent 6% de la consommation électrique des îles, soit moins de 2% de la consommation polynésienne totale. La compensation versée à ces réseaux est estimée à environ 630 MF annuels (presque 17 % du total des compensations).

Ces réseaux sont généralement exploités par les communes elles-mêmes. Le retour d'information de la part des petites communes exploitantes est très faible (absence d'appareils de mesure, comptabilité imprécise), ce qui empêche l'application d'une méthode individualisée.

Mettre en place une comptabilité de qualité supérieure, assortie d'audits réguliers des coûts, serait inutilement complexe et coûteux au regard de la taille desdits réseaux.

Pour ces réseaux, la compensation a donc été établie sur la base de forfaits communs. Une compensation fixe est attribuée quelle que soit la taille du réseau. A cette part fixe s'ajoute une part variable qui dépend du nombre d'abonnés et du nombre de kWh consommés par les professionnels, ce qui permet de prendre en compte les îles ayant une activité plus importante (touristique notamment), ainsi que le montant prévisionnel de la taxe à percevoir.

Le nombre d'abonnés et le nombre de kWh consommés par les professionnels sont communiqués et justifiés par les gestionnaires de réseaux souhaitant adhérer au dispositif.

Grands réseaux soumis aux obligations de comptabilité appropriée : calcul sur la base historique (articles 3 à 6 de la délibération)

Pour les 20 grands réseaux (incluant Tahiti Nord) pouvant souscrire au dispositif, il est nécessaire de distinguer ceux pour lesquels les éléments comptables disponibles sont suffisants pour permettre une évaluation précise de la compensation à verser.

Il s'agit des réseaux de Bora Bora, Hao, Hiva Oa, Huahine, Maupiti, Moorea Nuku Hiva, Raivavae, Rangiroa, Rimatara, Rurutu, Secosud, Tahaa, Taputapuatea, Tikehau, Tubuai, Tumaraa, Ua Huka et Ua Pou.

Les exploitants de ces réseaux sont soumis aux obligations spécifiées par les arrêtés n° 2099 CM et n° 2100 CM du 17 décembre 2015 pour la présentation de leurs comptes délégués.

Dans ce cas, la compensation est calculée comme étant le complément à apporter au chiffre d'affaires pour permettre à l'exploitant de faire face à ses coûts et dégager une marge raisonnable.

$$\text{Compensation} = \text{Charges d'énergies} + \text{Autres charges} + \text{Résultat} - \text{Chiffre d'affaires}$$

Les données utilisées sont les suivantes :

Chiffre d'affaires	Année 2019
Charges hydrocarbures, achats d'électricité et transport	Année 2019
Autres charges d'exploitation	Moyenne 2016-2018
Résultat brut d'exploitation prévisionnel	Normatif

Le résultat normatif est déterminé en pourcentage de la valeur brute des biens qui composent le réseau électrique. Ainsi, la méthode ne préjuge pas de l'état d'amortissement des biens (qui dépend de l'histoire des contrats de concession) et fait écho aux décaissements réguliers à effectuer par les exploitants. Le taux applicable est de 1,6%.

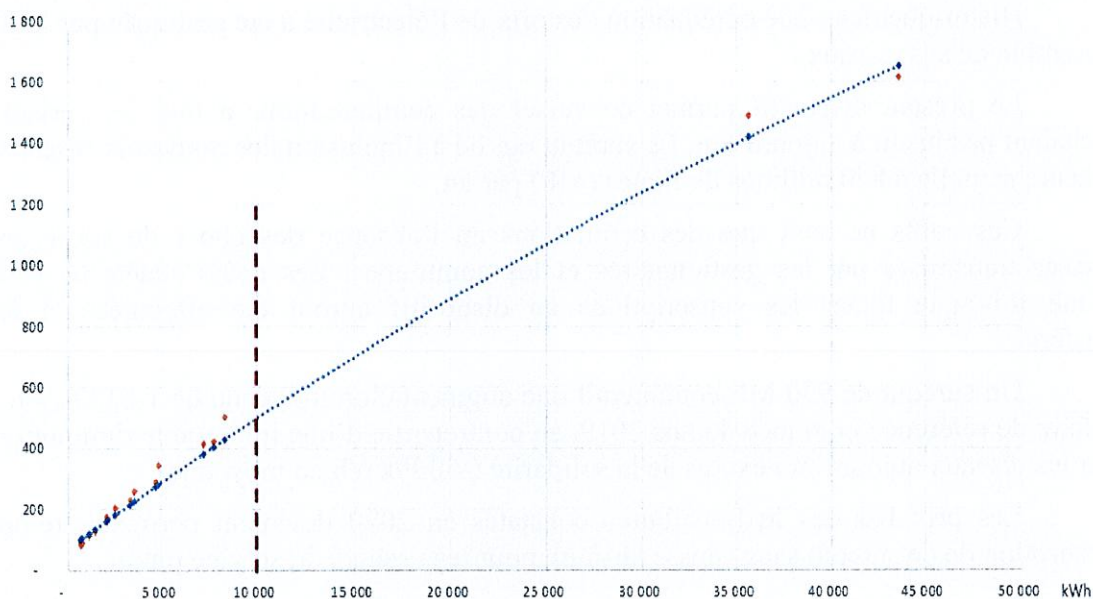
Un montant fixe de 5 millions de francs annuels est ajouté ce qui permet de garantir l'attractivité des réseaux de plus petite taille. Le taux d'imposition plus bas qui s'applique aux petites structures leur est également favorable, le résultat calculé s'entendant avant impôt.

Pour l'ensemble des grands réseaux concernés, l'application de ces taux donne un résultat normatif avant impôt évalué à 492 MF. Ce résultat normatif est cohérent avec les rémunérations historiques pour ces réseaux.

Il ne préjuge pas d'éventuels accords de rémunération entre l'exploitant et l'autorité concédante, qui reste garante de l'équilibre économique du service public.

#### Grands réseaux non soumis aux obligations de comptabilité appropriée : calcul par interpolation (articles 7 et 8 de la délibération)

Pour les réseaux pour lesquels les coûts sont mal estimés ou mal connus, la compensation est calculée par interpolation sur les réseaux connus. En effet la corrélation entre la taille des réseaux et les volumes vendus est un phénomène suffisamment stable pour autoriser une telle approche mathématique.



Un coefficient de corrélation minimal de 0,95 est prescrit par la délibération, ce qui permet de s'assurer de la qualité de la régression polynomiale utilisée.

Les réseaux concernés sont : Uturoa, Mangareva, Fakarava et Makemo.

## **DROITS ET OBLIGATIONS DES BENEFICIAIRES**

### **Transmission de rapports de données**

Tous les gestionnaires de réseaux souscrivant au mécanisme sont soumis à une obligation de transmission régulière d'informations au service des énergies (SDE).

Les délégataires de service public sont soumis aux obligations comptables spécifiées par les arrêtés n° 2099/CM et n° 2100/CM du 17 décembre 2015, pris respectivement pour l'application de l'article LP 19 des lois du pays n° 2009-21 et n° 2009-22 du 7 décembre 2009 relative au cadre réglementaire des délégations de service public dans le secteur de l'énergie (article LP 8).

Les régies communales sont soumises à la transmission des éléments comptables propres aux régies du service public industriel et commercial de l'électricité. Les régies communales soumises au régime des grands réseaux, ainsi que les délégataires de service public, feront l'objet



d'audits comptables et financiers réguliers par le service des énergies ou par des cabinets comptables missionnés par le SDE.

Dans le cas des petits réseaux, l'application plus souple de ces obligations de rapport ne doit pas mener à des abus. Des contrôles sur pièces pourront également être effectués.

### **Obligation de sincérité et d'amélioration de l'efficacité du service public**

Les gestionnaires de réseau public de distribution d'électricité souhaitant adhérer au dispositif de solidarité s'engagent à veiller à la maîtrise des coûts et à l'amélioration de la qualité du service public de distribution d'électricité afin de garantir un service efficient (article LP 9).

### **PRINCIPAUX EQUILIBRES ATTENDUS**

Historiquement, une péréquation des prix de l'électricité a été pratiquée par la SA EDT sur l'ensemble de ses réseaux.

Le présent dispositif permet de verser des compensations à tous les réseaux qui n'en touchaient pas jusqu'à aujourd'hui. Le surcoût net lié à l'inclusion des nouveaux réseaux est estimé à l'heure actuelle à 860 millions de francs (MF) par an.

Ces coûts ne sont que des estimations en l'absence des choix de souscription et des données transmises par les gestionnaires et les communes. Les coûts exacts ne seront connus qu'une fois que toutes les souscriptions au dispositif auront été effectuées et les données transférées.

Un surcoût de 990 MF entraînerait une augmentation moyenne de 1,63 F/kWh de la grille tarifaire de référence pratiquée depuis 2019, en contrepartie d'une importante diminution du déficit pour les réseaux aujourd'hui exclus de la solidarité (-50 F/kWh en moyenne).

Les prix bas des hydrocarbures constatés en 2020 devraient permettre temporairement l'absorption de ce surcoût sans hausse tarifaire pour les usagers du service public.

## **Structure du projet :**

### Loi du pays instituant un dispositif de solidarité dans le domaine de l'électricité

Ce texte chapeaute l'ensemble du dispositif d'aide et remplit les fonctions suivantes

1. Définition de l'objet et des grands principes
2. Modalités générales de la compensation : bénéficiaires, modalités générales de calcul et de versement, principe de la convention bipartite ou tripartite.

### Délibération fixant la méthodologie de calcul de la compensation de péréquation

Cette délibération, prise en application de la loi du pays instituant le dispositif de solidarité, précise les modalités précises de calcul des compensations pour chaque type de réseau, ainsi que les obligations des parties en termes de transmission d'information.

Il est accompagné de 2 arrêtés d'application :

#### *Arrêté fixant les montants de compensation par gestionnaire ayant adhéré au dispositif*

Cet arrêté d'application sera éventuellement modifié dans les 3 premiers mois de l'entrée en vigueur du dispositif.

#### *Arrêté fixant le prix de référence*

Cet arrêté sera modifié en cas de variation substantielle des conditions économiques pesant sur les services publics (variation des cours des hydrocarbures, nouveaux projets d'énergies renouvelables etc.) il est nécessaire de redéfinir de nouveaux tarifs de l'électricité.

### Délibération portant création du fonds de solidarité dans le domaine de l'électricité

Cette délibération crée un compte d'affectation spéciale nommé « fonds de solidarité dans le domaine de l'électricité ». Elle définit budgétairement les ressources et dépenses du fonds.

### Loi du pays portant modification du code des impôts

Ce texte crée la taxe de solidarité sur l'électricité, prévoit l'assiette de la taxe, son taux et ses modalités de recouvrement.

Cette LP sera suivie de 2 arrêtés d'application :

#### *Arrêté fixant le montant de la taxe de solidarité sur l'électricité*

Cet arrêté d'application n'est pas encore rédigé à l'heure actuelle. Il sera modifié afin d'équilibrer le fonds de solidarité.

#### *Arrêté approuvant le modèle de déclaration DICP*

Cet arrêté approuve le formulaire déclaratif de la taxe de solidarité sur l'électricité à remplir trimestriellement par tous les gestionnaires de réseaux.

# LISTE DES RESEAUX RECENSES EN POLYNESIE FRANCAISE

## PETITS RESEAUX

Ahe	Kauehi	Reao
Amanu	Kaukura	Taenga
Anaa	Makatea	Tahuata
Apataki	Manihi	Takapoto
Arutua	Mataiva	Takaroa
Faaite	Napuka	Tatakoto
Fakahina	Niau	Tepoto Nord
Fangatau	Nukutavake	Tureia
Fatu Hiva	Pukapuka	Vahitahi
Hikueru	Pukarua	Vairaatea
Katiu	Rapa	

## GRANDS RESEAUX

Bora-Bora	Moorea	Taputapuatea
Fakarava	Nuku-Hiva	Tikehau
Hao	Raivavae	Tubuai
Hiva-Oa	Rangiroa	Tumaraa
Huahine	Rimatara	Ua-Huka
Mangareva	Rurutu	Ua-Pou
Maupiti	Tahaa	Uturoa
Makemo	Tahiti Nord	
	Tahiti Sud	

### 24 grands réseaux :

- 1 Grand réseau en concession TSE
- 3 Grands réseaux en régie communale
- 20 Grands réseaux en concession EDT
- 1 Petit réseau en régie Pays

### 32 petits réseaux :

- 30 Petits réseaux en régie communale
- 2 Petits réseaux en concession EDT

**AVIS**

Vu les dispositions de l'article 151 de la loi organique n° 2004-192 du 27 février 2004 modifiée, portant statut d'autonomie de la Polynésie française ;

Vu la saisine n° **6464/PR du 1<sup>er</sup> octobre 2020** du Président de la Polynésie française reçue le **2 octobre 2020**, sollicitant l'avis du CESEC sur **des projets de texte relatif au dispositif de solidarité dans le domaine de l'électricité** ;

Vu la décision du bureau réuni le **5 octobre 2020** ;

Vu le projet d'avis de la commission « Économie » en date du **26 octobre 2020** ;

Le Conseil économique, social, environnemental et culturel de la Polynésie française a adopté, lors de la séance plénière du **29 octobre 2020**, l'avis dont la teneur suit :

## I – OBJET DE LA SAISINE

Le Président de la Polynésie française soumet à l'avis du Conseil Economique, Social, Environnemental et Culturel de la Polynésie française (CESEC), un projet de loi du pays ayant pour objet d'instituer un dispositif de solidarité visant à favoriser un accès équitable au service public de l'électricité pour les usagers en Polynésie française.

Le dispositif prévoit que les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité souhaitant adhérer doivent s'engager à pratiquer des tarifs de l'électricité ne pouvant excéder de plus de 20% le prix de référence fixé par arrêté pris en conseil des ministres. Dans ce cadre, ils sont soumis à des obligations et conditions définies dans le projet de loi du pays.

Afin d'atteindre cet objectif d'équité, le dispositif prévoit le versement d'une « *compensation de péréquation* » aux gestionnaires de réseaux adhérents, leur permettant de dégager une « *juste rémunération* »<sup>1</sup> et d'assurer l'équilibre économique du réseau. Le montant est fixé forfaitairement, selon une méthode adoptée par délibération, en fonction notamment de la taille des réseaux publics de distribution.

Dans le cas de délégations de service public, tout nouveau contrat ou avenant de prolongation signé avec un délégataire, doit avoir une échéance fixée au plus tard au 31 décembre 2030. L'objectif serait de pouvoir harmoniser la date d'échéance de fin d'une multitude de concessions existantes à une date unique.

Les gestionnaires ayant fait le choix de ne pas souscrire au dispositif, en accord avec leur autorité délégante, définissent leurs propres tarifs de façon à équilibrer les produits et les charges du service public.

Pour le financement et la mise en œuvre du dispositif proposé, il est prévu la création d'un compte d'affectation spécial dénommé « *fonds de solidarité dans le domaine de l'électricité* ». Ses ressources reposeraient principalement sur une taxe perçue par les gestionnaires de réseaux.

Par ailleurs, le projet de loi du pays soumis à l'avis du CESEC est accompagné d'un projet de délibération fixant la méthodologie du calcul de la compensation de péréquation dans le domaine de l'électricité.

Le CESEC relève par ailleurs que d'autres projets de délibération et d'arrêtés d'application complétant le dispositif sont prévus. Toutefois ils n'ont pas été soumis à sa consultation ni communiqués. L'application du dispositif est prévue pour le premier trimestre 2021.

## II – ELEMENTS DE CONTEXTE ET ENJEUX

Les réalités géographiques, économiques et la dispersion de la population sur l'ensemble de la Polynésie française, entraînent des coûts structurellement élevés dans le domaine de l'électricité comparativement à la France métropolitaine. Ces écarts sont également marqués entre Tahiti et les autres îles. Ces coûts élevés sont principalement liés à une dépendance énergétique du pétrole importé<sup>2</sup>, à l'éloignement et la dispersion des îles et des populations, à l'organisation du secteur et à la faiblesse des économies d'échelles.

<sup>1</sup> Article LP 5 du projet de loi du pays

<sup>2</sup> La part d'électricité produite d'origine thermique est d'environ 70 %

La Polynésie française est l'autorité compétente du service public de distribution de l'électricité, chargée notamment de fixer les prix de vente. Les communes qui le souhaitent peuvent exercer leur compétence en matière de production et de distribution d'électricité<sup>3</sup>.

La société Electricité de Tahiti (EDT), devenue EDT Engie, est le délégataire historique lié par une convention<sup>4</sup> à la Polynésie française depuis 1960, principalement sur la zone urbaine (dite Tahiti Nord). Son champ d'intervention s'est étendu progressivement à d'autres communes rurales de Tahiti et des îles. L'ensemble des concessions gérées par EDT représenterait aujourd'hui plus de 90% des consommations en Polynésie française.

Les communes et syndicats intercommunaux, qui exercent leurs compétences en tant qu'autorités concédantes sont liées au délégataire historique par des contrats de concessions comparables. D'autres communes assurent elles-mêmes la gestion du service public de l'électricité en régie ou font appel à d'autres gestionnaires.

- **Les enjeux du dispositif de « péréquation »**

A ce jour, un mécanisme de « péréquation » existant est opéré par le délégataire historique lui-même « en interne » sur son périmètre d'intervention, permettant ainsi de proposer une grille de tarifs unique aux usagers. Sur ces concessions, les petits réseaux de distribution situés hors de la zone urbaine de Tahiti sont davantage exposés à des surcoûts. Ce sont les excédents dégagés par les grands réseaux du nord de Tahiti (dit Tahiti Nord) qui viennent compenser les déficits supportés par d'autres réseaux.

Le coût de revient moyen de l'électricité pour le réseau de Tahiti Nord est le plus bas, avec une moyenne de **28 F CFP/kWh**<sup>5</sup>, mais il dépasserait **100 F CFP/kWh** pour certains réseaux de petites tailles, comme sur les îles de Puka Puka (entre 100 et 150 FCFP/kWh) ou Maupiti. Le coût moyen serait de l'ordre de **35 F CFP/kWh**<sup>6</sup> sur l'ensemble des concessions d'EDT.

L'adhésion aux contrats de concession avec EDT aurait ainsi permis de proposer une même grille tarifaire par tranches sur l'ensemble de ses réseaux. Pour les autres concessions et régies, hors du champ du concessionnaire historique, un système de détaxe sur le combustible conditionnerait l'application de la grille de tarifs appliquée sur le réseau de Tahiti Nord.

Les enjeux d'une réforme de la péréquation résident à la fois dans le respect du principe d'égalité des usagers face au service public de l'électricité, l'harmonisation des tarifs entre les réseaux, la création d'un cadre juridique approprié et une réforme structurelle du secteur.

- **Le plan de transition énergétique 2015-2030**

Les objectifs stratégiques de la Polynésie française sont présentés dans le plan de transition énergétique 2015-2030. Les 3 grands axes de ce document stratégique sont les suivants :

- *Changer de modèle énergétique en substituant progressivement l'utilisation d'énergies fossiles en énergies renouvelables, cela permettra à la Polynésie française d'accroître son autonomie énergétique ;*
- *Changer les comportements pour réduire la consommation, notamment à travers des programmes de maîtrise de la demande ;*

---

<sup>3</sup> Article 45 de la loi organique n°2004-192 du 27 février 2004 portant statut d'autonomie de la Polynésie française

<sup>4</sup> La principale convention du 27 septembre 1960 entre la Polynésie française et EDT est prolongée jusqu'en 2030

<sup>5</sup> Exposé des motifs - page 1/8

<sup>6</sup> Chambre territoriale de comptes – Rapport d'observations définitives – exercices 2007 et suivants – Daté du 6 octobre 2017

- *Changer de modèle économique de l'énergie en favorisant une plus grande transparence dans les coûts et les prix, et une plus grande pluralité d'acteurs.*

A ce jour, la part des énergies renouvelables dans l'énergie électrique produite est d'environ 30%<sup>7</sup>. Le grand objectif d'atteindre 50% à l'horizon 2020 n'a donc pas été réalisé<sup>8</sup>, et celui d'atteindre 75% d'ici 2030 apparaît irréaliste.

A cet égard, dans le cadre des consultations de l'institution, on relève que le Syndicat pour l'électrification des communes du sud de Tahiti (SECOSUD)<sup>9</sup> souhaiterait revoir son « *mix énergétique* »<sup>10</sup> en vue d'augmenter la part des énergies renouvelables hydroélectriques, en passant de 34% à 50%.

Le CESEC a déjà rendu un avis n°7/2018 en juillet 2018 sur un projet de loi du pays instituant un code de l'énergie de la Polynésie française, ainsi qu'un avis n°45/2020 en août 2020 sur un projet de loi du pays précisant le contenu des titres III et IV du code de l'énergie de la Polynésie française.

Il rappelle également qu'il avait émis le vœu en 2014<sup>11</sup> que les autorités du Pays s'engagent avec l'Etat dans une démarche visant à étendre le dispositif de péréquation des tarifs de l'électricité national à la Polynésie française via l'application de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE). Cette extension a également été rappelée dans son avis n°80-2017 sur les Accords de l'Elysée.

### III – OBSERVATIONS ET RECOMMANDATIONS

L'examen du projet de lois du Pays soumis à l'avis du CESEC appelle les observations et recommandations suivantes :

#### **3-1 - Sur la nécessité de donner un cadre normatif approprié au dispositif dit « de solidarité » en matière de service public de l'électricité**

A ce jour, un mécanisme de « *péréquation* » existant est opéré par le délégataire historique lui-même « *en interne* » dans le cadre de conventions sur toutes ses concessions et qui ne s'appuie sur aucun cadre réglementaire. Certaines communes restent à ce jour en dehors du mécanisme existant.

Le CESEC relève que la mise en place d'une réglementation encadrant le mécanisme de péréquation n'est pas une idée récente et serait en gestation depuis près de 15 années. La nécessité d'un cadre normatif adapté correspond d'ailleurs à un des objectifs fixés dans le Plan de transition énergétique 2015-2030 de la Polynésie française.

Le CESEC se réjouit de constater que cette initiative fait écho à une de ses recommandations formulées dans son avis n°7-2018 du 11 décembre 2018. Il recommandait en effet que « *le mécanisme de péréquation permettant aux usagers des îles éloignées de bénéficier d'un tarif de l'énergie supportable soit correctement étudié dans la continuité des recommandations de la Commission de Régulation de l'Energie (...)* ».

**Il considère en effet nécessaire de donner un cadre réglementaire, à ce jour inexistant, au dispositif de « *solidarité* » entre les différents réseaux, en entourant le mécanisme d'une plus grande**

<sup>7</sup> Plan de transition énergétique 2015-2030 – voir : (...) 4. *Soutenir les filières d'énergies renouvelables*

<sup>8</sup> Il s'agit d'un des objectifs chiffrés du plan de transition énergétique 2015-2030

<sup>9</sup> Syndicat intercommunal regroupant les communes de Taiarapu Est et Ouest, Teva i Uta et Hitia'a o te ra

<sup>10</sup> Répartition des différentes sources d'énergies primaires consommées dans une zone géographique données

<sup>11</sup> Vœu n°2/2014 du 4 septembre 2014



sécurité juridique. Il participerait également à l'objectif d'une meilleure transparence dans le calcul des coûts et des marges afin de pouvoir restructurer le secteur.

### **3-2 - Sur le dispositif dit de « solidarité » proposé et les objectifs de la transition énergétique**

- **Sur le système de tarifs n'excédant pas un prix de référence majoré de 20%**

Afin de favoriser un « accès équitable » au service public de l'électricité, le dispositif prévoit que les gestionnaires qui adhèrent au dispositif puissent définir leurs propres tarifs de l'électricité tout en s'engageant à pratiquer des tarifs qui n'excèdent pas un prix de référence majoré de 20%. Le prix de référence est fixé par arrêté pris en conseil des ministres.

Les modalités de calcul du prix de référence sont déterminées par une délibération de la Polynésie française (LP2)<sup>12</sup>. Le CESEC a eu communication du projet de délibération relatif au calcul de la compensation de péréquation mais pas à celui relatif à la détermination du prix évoqué.

Le CESEC rappelle qu'à ce jour, une grille tarifaire unique est fixée par arrêté pris en conseil des ministres et applicable à l'énergie électrique distribuée par EDT et l'ensemble des communes dont elle assure la délégation. Les autres communes gestionnaires sont libres d'appliquer leurs propres prix.

Le CESEC relève que le système proposé autour d'une variation fixée à 20% sur les tarifs est de nature à générer une multiplication des grilles tarifaires, rendant le dispositif délicat dans la pratique et dans sa gestion, pour les acteurs économiques concernés.

Chaque fois que le prix de référence sera amené à changer, la décision d'ajuster les tarifs appartiendra aux autorités concédantes. Or elles sont souvent réticentes à appliquer des hausses de tarifs à leurs administrés.

**Par ailleurs, le CESEC relève que le système de tarification actuel basé sur des tranches de consommation, ne prendrait pas suffisamment en compte le niveau de vie des usagers. A cet égard, le projet de texte ne répond pas à l'objectif de solidarité en faveur des plus défavorisés. En matière d'équité, il préconise que la politique tarifaire repose davantage sur des critères lui permettant d'être plus juste et équitable.**

- **Sur la prise en compte des choix stratégiques de développement et de la transition énergétique**

Aux termes de l'exposé des motifs, « *Les choix stratégiques de développement, ainsi que l'ajustement de l'équilibre économique du contrat en fonction du contexte économique, relèvent de la responsabilité de l'autorité concédante. Chaque commune est libre des choix de développement qu'elle souhaite pour son réseau en termes de sécurité, de transition énergétique ou encore de choix d'exploitant* »<sup>13</sup>.

La marge de 20% offrirait ainsi « *une souplesse suffisante aux communes pour effectuer des choix stratégiques d'investissement (...) pour les solutions de transition énergétique qui peuvent temporairement, relever le coût du service public.* »<sup>14</sup>

---

<sup>12</sup> Article LP2, alinéa 3 : « *Les modalités de calcul du prix de référence sont déterminées par une délibération de la Polynésie française* ».

<sup>13</sup> Exposé des motifs page 2/8

<sup>14</sup> Exposé des motifs page 3/8

Le CESEC rappelle que les stratégies de développement choisies et la programmation des investissements devraient s'inscrire dans les objectifs de transition énergétique. En effet, le prix de l'énergie reste à ce jour trop largement conditionné par l'évolution du prix du pétrole.

**Le CESEC souhaite que le dispositif soit complété par des mesures d'incitation en faveur de la transition énergétique visant notamment à réduire la dépendance aux hydrocarbures et de favoriser les énergies renouvelables.**

D'autant que les communes ont manifesté leur volonté d'être au rendez-vous des objectifs de la transition énergétique.

De même, la volonté d'harmoniser la date d'échéance de fin d'une multitude de concessions existantes à la date unique du 31 décembre 2030 n'incitera pas à investir en faveur de la transition énergétique (voir point suivant 3-3).

- **Sur la compensation de péréquation non révisable et le fonds de solidarité**

Par ailleurs, le CESEC constate que le dispositif prévoit le versement d'une « *compensation de péréquation* » aux gestionnaires de réseaux pour lesquels l'application du prix de référence ne permet pas de dégager « *une juste rémunération* » et « *une gestion efficiente* » (LP5). La compensation de péréquation n'est pas révisable (LP12).

Le CESEC relève que le caractère non révisable de la compensation ne permettra pas de prendre en compte l'évolution des charges relatives à la production et la distribution de l'électricité tels que les salaires, le prix du combustible, etc. faisant peser un risque sur l'équilibre des modèles économiques des concessions et régions.

Il constate que les notions de « *juste rémunération* » et de « *marge raisonnable* » ne sont pas clairement définies dans le dispositif.

**Les autorités concédantes, en l'occurrence les communes, porteront la responsabilité de devoir augmenter les tarifs qui pèseront sur leurs administrés. Les relations avec les concessionnaires risquent de se fragiliser car ces derniers ne peuvent contraindre les concédants à augmenter les tarifs lorsque leurs charges augmentent.**

**Le CESEC souligne que les définitions et délimitations des charges d'exploitation et d'investissement (extension, renouvellement, amortissement) dans le calcul de la rémunération des concessionnaires et des compensations, ainsi que leurs évolutions à venir, sont un point déterminant qu'il convient de clarifier en préalable.**

Sur les modalités de versement de la compensation, celle-ci est mandatée trimestriellement par le service en charge de la gestion du fonds de solidarité dans le domaine de l'électricité (Art LP14). Le fonds de solidarité serait un fonds d'affectation spécial créé à ce titre par voie de délibération (Art LP6).

Le CESEC relève que les taxes représentent une part non négligeable du prix facturé aux usagers. La commune est compétente pour fixer la taxe communale sur l'électricité, qui représente parfois la plus grande part de ses ressources fiscales.

Le CESEC s'interroge sur le lien effectif entre la taxe perçue par les communes sur la distribution et l'évolution du service rendu en matière d'électricité.

### **3-3 – Sur l’harmonisation des échéances de délégation au 31 décembre 2030 et le statu quo de la transition énergétique**

Le CESEC constate que le dispositif de solidarité est prévu pour une durée allant du 1<sup>er</sup> janvier 2021 au 31 décembre 2030, soit 10 ans (art LP 3). Dans le cas de délégation de service public, il est prévu que tout nouveau contrat ou avenant de prolongation signé avec un délégataire, doit avoir une échéance fixée au plus tard au 31 décembre 2030 (art LP 7).

L’objectif est de pouvoir harmoniser la date d’échéance de fin d’une multitude de concessions existantes à une date unique. Il y aurait plus d’une dizaine d’îles qui arrivent en fin de concessions avec EDT sur les 2 prochaines années.

Cette échéance n’incitera pas les gestionnaires ou exploitants de réseaux à investir sur des nouvelles installations ou extensions.

En effet, la durée de vie des investissements en matière d’énergie serait supérieure à 9 ans. Pour exemple, dans les îles éloignées, la durée d’amortissement de panneaux photovoltaïques est de l’ordre de 12 à 15 ans, pour une durée de vie de 20 à 30 ans.

Le CESEC souligne que la fin des conventions conditionne les choix énergétiques que feront les acteurs concernés. De même les gestionnaires ne souhaiteront pas programmer d’investissements s’ils n’ont pas plus de visibilité au-delà de l’échéance fixée au 31 décembre 2030.

On peut donc s’attendre à un *statu quo* des investissements sur les 9 prochaines années au détriment de la population. Cette contrainte pèsera également sur la mise en œuvre des objectifs de transition énergétique qui prendra inexorablement du retard.

### **3-4 - Sur l’extension du dispositif dit « de solidarité » à d’autres réseaux d’énergie électrique et les équilibres attendus :**

L’un des principaux objectifs du projet de texte est de favoriser un accès égal au service de l’électricité par l’application d’un prix de référence auprès des communes.

Le CESEC rappelle que le coût de revient moyen de l’électricité pour le réseau de Tahiti Nord est de **28 F CFP/kWh**. Il serait supérieur à **100 F CFP/kWh** pour certains réseaux de petites tailles.

A ce jour la prise en charge de cette « *péréquation* » sur les réseaux gérés par EDT est évaluée à **4 F CFP** par kWh d’électricité distribuée, soit un total d’environ **2, 5 milliards de F CFP** par an.

L’extension prévisible du périmètre de solidarité permettrait de verser des compensations à tous les réseaux qui n’en bénéficient pas à ce jour. Le surcoût net lié à l’inclusion des nouveaux réseaux est estimé à l’heure actuelle à **860 millions de F CFP** par an<sup>15</sup>. Il est estimé qu’un surcoût de **990 millions de F CFP** se répercuterait sur la facture des usagers pour une moyenne de **1,63 F CFP/kWh**.

Le CESEC relève que les remises en état et les mises aux normes, les extensions, les modernisations de certains ouvrages, engendreront des coûts supplémentaires. Il est donc prévisible que l’intégration de nouveaux réseaux affecte davantage les tarifs actuels.

Ces données seraient pour l’instant estimatives et méritent encore d’être fiabilisées. Aux termes de l’exposé des motifs, les petits réseaux généralement exploités par les communes, auraient des difficultés à fiabiliser le retour d’informations relatives à l’exploitation et à la comptabilité.

---

<sup>15</sup> Exposé des motifs – Page 6/8

**Le CESEC recommande d'être attentif pour que l'évolution des coûts générés soit supportable et qu'elle ne soit pas injustement prise en charge par les usagers. Il plaide pour que les usagers ne supportent pas les erreurs de gestion du passé et à venir.**

Par ailleurs, comme évoqué précédemment (point 3-2), il préconise que la politique tarifaire repose davantage sur le niveau de vie et des critères sociaux lui permettant d'être plus juste et équitable.

Le CESEC constate également que l'avance sur consommation ne serait pas systématiquement remboursée et que ses modalités de calcul méritent d'être clarifiées, comme celles des lettres de rappel facturées.

### **3-5 – Sur la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) et la création d'un prochain fonds de transition énergétique**

En raison de leurs spécificités et des contraintes qui pèsent sur l'Outre-mer, un système de péréquation est établi dans les zones du territoire français dites non interconnectées (ZNI) au réseau continental (Corse, départements d'outre-mer et collectivités d'outre-mer).

Le CESEC rappelle que la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) est une contribution permettant de financer les charges de service public de l'électricité qui concernent notamment les surcoûts de production dans les zones non interconnectées

La CSPE a été mise en place en 2003 lors de la libération du marché de l'électricité. Elle s'inscrit dans 4 thématiques :

- L'aide aux politiques de soutien des énergies renouvelables
- Le budget du médiateur aux énergies
- Le coût de production des énergies renouvelables dans les zones non interconnectées
- Le coût de la solidarité pour les plus nécessiteux

Alors que ce projet de loi du pays prévoit que le réseau de Tahiti Nord participe au nom de la solidarité à une péréquation des tarifs de l'électricité, le CESEC regrette que la péréquation nationale ne bénéficie pas à la Polynésie française. D'autant que depuis 2020, le bénéfice de la CSPE a été étendu à Wallis et Futuna dans le cadre de la politique énergétique de l'État.

La Nouvelle-Calédonie et la Polynésie française restent aujourd'hui parmi les dernières collectivités ultramarines à ne pas bénéficier de cette péréquation tarifaire.

**Le CESC recommande que les autorités du Pays s'engagent envers l'Etat dans une démarche visant à permettre à la Polynésie française de se voir appliquer un dispositif de péréquation des tarifs de l'électricité tel que défini dans le cadre de la CSPE.**

Il rappelle que cette recommandation avait déjà fait l'objet du vœu commun avec la Nouvelle Calédonie n°02 -2014 relatif aux enjeux de la CSPE en Polynésie française.

Par ailleurs, le CESEC note qu'un projet de création d'un fonds de transition énergétique prévoyant une participation de l'Etat serait envisagé. Il est favorable au principe d'un tel projet et invite le cas échéant les autorités compétentes à le saisir sur ce dispositif.

## IV - CONCLUSION

L'insularité de la Polynésie française, son isolement, la dispersion géographique de sa population, et surtout sa dépendance aux énergies fossiles, comptent parmi les facteurs qui pèsent sur la production et la distribution dans le secteur de l'énergie. Le dispositif en faveur de l'accès équitable au service public de l'électricité constitue un enjeu de taille dans un contexte où les écarts de coûts sont parfois très marqués.

Certains modes de production de l'énergie et technologies ne sont pas encore suffisamment maîtrisés pour constituer des alternatives opérationnelles à privilégier (ex : centrales houlomotrices).

La maîtrise des coûts et des marges, ainsi que le besoin de transparence, sont des objectifs inscrits dans le plan de transition énergétique 2015-2030<sup>16</sup> de la Polynésie française. Le CESEC considère que celui de favoriser un accès équitable au service public de l'électricité pour les usagers mérite également d'être formalisé dans les plans et schémas de développement de la Polynésie française.

A ce jour, le mécanisme de « *péréquation* » ne s'appuie sur aucun cadre réglementaire. Le projet de texte proposé vise à créer un cadre normatif adapté en faveur d'un « *accès équitable* » au service public de l'électricité. Il prévoit notamment d'intégrer les communes qui ne bénéficiaient pas encore d'un mécanisme de péréquation au sein de ce dispositif dit de solidarité.

Le CESEC considère en effet nécessaire de donner un cadre réglementaire solide et adapté au dispositif favorisant un accès équitable à l'électricité. Le dispositif proposé s'inscrit dans cette perspective et fait écho à une des recommandations du CESEC dans son avis n°7/2018 de décembre 2018<sup>17</sup>.

Plus généralement, il constate que ce projet de texte, succédant à l'adoption d'un code de l'énergie en 2019, s'inscrit dans une réforme structurelle du secteur de l'énergie en cours.

Néanmoins, le CESEC regrette que l'articulation entre le dispositif dit « *de solidarité* » proposé et les objectifs du plan de transition énergétique 2015-2030 n'apparaisse pas davantage. Le prix de l'énergie reste à ce jour largement tributaire de l'évolution du prix du pétrole. Il préconise que des mesures d'incitation en faveur de la transition énergétique visant notamment à réduire la dépendance aux hydrocarbures et à favoriser les énergies renouvelables, soient mieux prises en compte.

D'autant que les communes ont pour la plupart manifesté leur volonté d'être au rendez-vous de la transition énergétique.

Le CESEC constate que la durée du dispositif est fixée à l'échéance du terme de la principale concession de Tahiti Nord au 31 décembre 2030 (Art LP4). La fin prévisible des concessions prévue dans moins d'une dizaine d'années n'incitera pas les acteurs du secteur de l'énergie à investir sur des nouvelles installations ou des extensions.

On peut donc s'attendre à un *statu quo* des investissements sur les 9 prochaines années au détriment de la transition énergétique, qui prendra inexorablement du retard.

---

<sup>16</sup> Plan de transition énergétique 2015-2020 – Voir : « 1-Les objectifs recherchés » ; « 2-Instaurer un modèle économique de l'électricité plus transparent »

<sup>17</sup> Avis n°7-2018 du 11 décembre 2018. Le CESEC recommandait notamment que « le mécanisme de péréquation permettant aux usagers des îles éloignées de bénéficier d'un tarif de l'énergie supportable soit correctement étudié dans la continuité des recommandations de la Commission de Régulation de l'Energie (...) ».

En outre, l'extension attendue du périmètre de ladite solidarité à d'autres réseaux déficitaires aura des répercussions sur le prix de l'électricité. Le CESEC recommande d'être attentif pour que l'évolution des coûts générés soit supportable et qu'elle ne soit pas injustement prise en charge par les usagers.

Il relève que la délimitation des charges d'exploitation et d'investissement (extension, renouvellement, amortissement) dans le calcul de rémunération des concessionnaires, des prix et des compensations, ainsi que leurs évolutions, est un point déterminant qu'il convient de clarifier au préalable. Il constate que la notion de « *juste rémunération* » et de « *marge raisonnable* » ne sont pas clairement définies dans le dispositif.

En matière d'équité, le CESEC relève que le système de tarification actuelle basée sur des tranches de consommation, ne prendrait pas suffisamment en compte le niveau de vie des usagers. A cet égard, le projet de texte ne répond pas à l'objectif de solidarité en faveur des plus défavorisés. Il préconise que la politique tarifaire repose davantage sur des critères sociaux lui permettant d'être plus juste et équitable.

Le CESEC rappelle que les enjeux de la transition énergétique résident à la fois dans ses dimensions économique, démographique, sociale et écologique : la Polynésie française doit réduire la dépendance aux énergies fossiles, améliorer l'efficacité des modes de production d'énergie et diminuer leur empreinte sur l'environnement, sans pour autant négliger le besoin d'alléger la facture énergétique des Polynésiens équitablement.

L'évolution des modes de production ne sera pas suffisante à elle seule pour répondre à ces enjeux et les modes de consommation de tous devront également évoluer en conséquence.

Enfin, il réitère son vœu que les autorités du Pays s'engagent avec l'Etat dans une démarche visant à permettre à la Polynésie française de bénéficier de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) au titre de la solidarité, de la cohésion nationale et de l'unité républicaine.

**Compte tenu des observations et recommandations qui précèdent, le CESEC émet un avis réservé au projet de loi du pays qui lui est soumis en l'état.**

## SCRUTIN

Nombre de votants :	.....	42
Pour :	.....	38
Contre :	.....	1
Abstentions :	.....	3

## ONT VOTE POUR : 38

### Représentants des entrepreneurs

01	ANTOINE-MICHARD	Maxime
02	BAGUR	Patrick
03	BENHAMZA	Jean-François
04	BOUZARD	Sébastien
05	BRICHET	Evelyne
06	CHIN LOY	Stéphane
07	GAUDFRIN	Jean-Pierre
08	PALACZ	Daniel
09	PLEE	Christophe
10	REY	Ethode
11	WIART	Jean-François

### Représentants des salariés

01	GALENON	Patrick
02	HELME	Calixte
03	SHAN CHING SEONG	Emile
04	SOMMERS	Edgard
05	SOMMERS	Eugène
06	TOUMANIANTZ	Vadim
07	YIENG KOW	Diana

### Représentants du développement

01	BODIN	Mélinda
02	ELLACOTT	Stanley
03	FABRE	Vincent
04	HOWARD	Marcelle
05	LE MOIGNE-CLARET	Teiva
06	SAGE	Winiki
07	TEMAURI	Yvette
08	TEVAEARAI	Ramona
09	UTIA	Ina

### Représentants de la vie collective

01	FOLITUU	Makalio
02	JESTIN	Jean-Yves
03	KAMIA	Henriette
04	LOWGREEN	Yannick
05	PARKER	Noelline
06	PROVOST	Louis
07	ROOMATAAROA-DAUPHIN	Voltina
08	SNOW	Tepuanui
09	TEIHOTU	Maiana
10	TIHONI	Anthony
11	TOURNEUX	Mareva

**A VOTE CONTRE : 01**

**Représentant du développement**

01 OTCENASEK Jaroslav

**SE SONT ABSTENUS : 03**

**Représentants des salariés**

01 LE GAYIC Cyril  
02 TERIINOHORAI Atonia  
03 TIFFENAT Lucie



8 (huit) réunions tenues les :  
07, 12, 13 et 26 octobre 2020  
par la commission « Economie »  
dont la composition suit :

**MEMBRE DE DROIT**

Monsieur Eugène SOMMERS, Président du CESEC

**BUREAU**

- |            |          |                |
|------------|----------|----------------|
| ▪ BODIN    | Mélinda  | Présidente     |
| ▪ LOWGREEN | Yannick  | Vice-président |
| ▪ HOWARD   | Marcelle | Secrétaire     |

**RAPPORTEURS**

- |           |          |
|-----------|----------|
| ▪ GALENON | Patrick  |
| ▪ SNOW    | Tepuanui |

**MEMBRES**

- |                    |             |
|--------------------|-------------|
| ▪ ANTOINE-MICHARD  | Maxime      |
| ▪ ASIN-MOUX        | Kelly       |
| ▪ BAGUR            | Patrick     |
| ▪ BRICHET          | Evelyne     |
| ▪ CHIN LOY         | Stéphane    |
| ▪ ELLACOTT         | Stanley     |
| ▪ FABRE            | Vincent     |
| ▪ FOLITUU          | Makalio     |
| ▪ FONG             | Félix       |
| ▪ GAUDFRIN         | Jean-Pierre |
| ▪ JESTIN           | Jean-Yves   |
| ▪ KAMIA            | Henriette   |
| ▪ LE GAYIC         | Cyril       |
| ▪ LE MOIGNE-CLARET | Teiva       |
| ▪ OTCENASEK        | Jaroslav    |
| ▪ PARKER           | Noelline    |
| ▪ PLEE             | Christophe  |
| ▪ SHAN CHING SEONG | Emile       |
| ▪ SOMMERS          | Edgard      |
| ▪ TERIINOHORAI     | Atonia      |
| ▪ TIFFENAT         | Lucie       |
| ▪ TIHONI           | Anthony     |
| ▪ UTIA             | Ina         |

**MEMBRES AYANT EGALEMENT PARTICIPE AUX TRAVAUX**

- |                       |         |
|-----------------------|---------|
| ▪ ROOMATAAROA-DAUPHIN | Voltina |
| ▪ TOUMANIANTZ         | Vadim   |

**SECRETARIAT GENERAL**

- |            |         |                      |
|------------|---------|----------------------|
| ▪ BONNETTE | Alexa   | Secrétaire générale  |
| ▪ LE PRADO | Davy    | Conseiller technique |
| ▪ NORDMAN  | Avearii | Secrétaire de séance |

# LE CONSEIL ECONOMIQUE, SOCIAL, ENVIRONNEMENTAL ET CULTUREL DE LA POLYNESIE FRANCAISE

Le Président du Conseil économique, social, environnemental et culturel de la Polynésie française,  
La Présidente et les membres de la commission « Économie » remercient, pour leur contribution à  
l'élaboration du présent avis,

*Particulièrement,*

- ✚ Au titre du Ministère des finances, de l'économie, en charge de l'énergie, de la protection sociale généralisée et de la coordination de l'action gouvernementale (MEF) :
  - **Monsieur Samy HAMDI**, conseiller technique
  
- ✚ Au titre du Service des énergies (SDE) :
  - **Monsieur Pierre BOSCOQ**, chef de service
  - **Monsieur Alexandre GENONCEAU**, juriste
  
- ✚ Au titre du Syndicat pour la promotion des communes de Polynésie française (SPCPF) :
  - **Madame Ivana SURDACKI**, directrice générale des services
  - **Monsieur Amaury COROLLEUR**, chargé de mission
  
- ✚ Au titre du Syndicat pour l'électrification des communes du sud de Tahiti (SECOSUD) :
  - **Monsieur Anthony JAMET**, président
  - **Monsieur Édouard PARAU**, directeur
  - **Monsieur Jonathan TARIHAA**, maire délégué de Vairao
  
- ✚ Au titre du Groupe EDT-ENGIE :
  - **Monsieur François-Xavier de FROMENT**, président directeur général
  - **Monsieur Teiki CHAVEROCHE**, directeur juridique et assurances
  - **Monsieur Éric COURBIER**, directeur administratif et financier
  
- ✚ Au titre de la Société de transport d'énergie électrique en Polynésie (TEP) :
  - **Monsieur Alain CHANE**, directeur général délégué
  - **Madame Vaitiare GRAND**, juriste
  
- ✚ Au titre du Syndicat des professionnels de l'énergie solaire - Synergie solaire de Polynésie :
  - **Monsieur Jimmy WONG**, président
  
- ✚ Au titre de la SAS TUIRA :
  - **Monsieur Heirangi NOUVEAU**, président
  
- ✚ Au titre des personnes qualifiées :
  - **Monsieur Thierry TROUILLET**, personne qualifiée